

Lecciones Aprendidas



De los participantes de Natural Gas STAR

INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DIRIGIDOS A LAS ESTACIONES DE REGULACIÓN Y EN LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE (Directed Inspection and Maintenance at Gate Stations and Surface Facilities)

Resumen gerencial

En el año 2001, las emisiones de metano de las estaciones de regulación y las instalaciones de superficie en los Estados Unidos fueron aproximadamente de 27 millones de pies cúbicos (MMcf) de medidores con fugas y equipo regulador. Una manera segura y comprobada de detectar, medir, dar prioridad y reparar las fugas del equipo para reducir las emisiones de metano es implementando un programa de inspección y mantenimiento dirigidos (DI&M, por sus siglas en inglés).

El programa DI&M comienza con una inspección básica para identificar y cuantificar las fugas. Luego se realizan reparaciones rentables en los componentes con fugas. Las inspecciones subsiguientes se basan en los datos de las inspecciones anteriores, lo que permite al operador concentrarse en los componentes con mayor tendencia a tener fugas y que es más rentable reparar. Este estudio de Lecciones Aprendidas se concentra en maximizar los ahorros que pueden lograrse al establecer programas de inspección y mantenimiento controlados (DI&M) en las estaciones de regulación y las instalaciones de superficie.

Los participantes distribuidores de Natural Gas STAR han reportado ahorros y reducciones de emisiones de metano importantes al haber establecido programas de DI&M. De acuerdo a los datos de los participantes, al establecer el programa DI&M en las estaciones de regulación y en las instalaciones de superficie pueden obtenerse ahorros de gas por un valor de hasta \$1,800 al año, a un costo de entre \$20 y \$1,200.

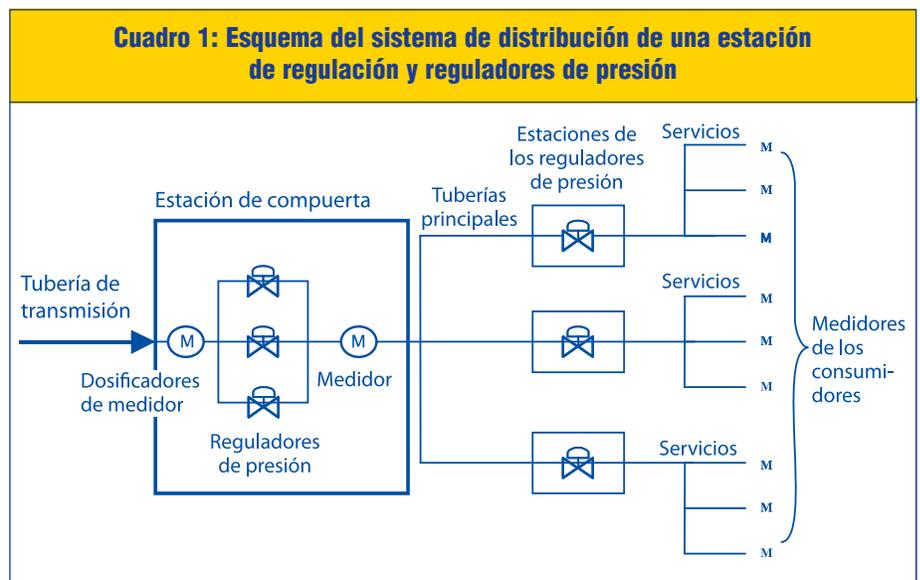
Fuente de fugas	Volumen anual de gas Pérdida de gas (Mcf/lugar)	Método para reducir la pérdida	Valor del gas ahorrado ¹ por lugar	Costo total para encontrar y reparar fugas	Ahorros anuales del participante
Equipo en estaciones de regulación e instalaciones de superficie	0 a 600 (se calcula por lo general que las fugas en las instalaciones son de 30 a 200)	Ubicación y reparación de fugas.	Hasta \$1,800	\$20 a más de \$1,200 (varía dependiendo del tamaño de las instalaciones y el tipo de las reparaciones)	\$50 a más de \$1,000 (varía dependiendo del costo de inspección, las tasas de fuga, el número de lugares)

¹Valor del gas a \$3 por Mcf.

Esta publicación es una de la serie de resúmenes de Lecciones Aprendidas preparados por EPA en colaboración con la industria de gas natural que comprenden las aplicaciones superiores del Programa de Mejores Prácticas Administrativas (BMP, por sus siglas en inglés) de Natural Gas STAR y Oportunidades Identificadas por los Participantes (PRO, por sus siglas en inglés).

Introducción

Las estaciones de regulación (o “city gate”) son instalaciones de medición y regulación de presión ubicadas en los puntos custodiados de transferencia en donde el gas natural se distribuye de las tuberías de transmisión a las líneas de alta presión de la compañía local de distribución. Las estaciones de gas generalmente contienen dosificadores así como reguladores de presión, los cuales reducen la presión de la línea de transmisión de un calibre de varios cientos de libras por pulgada cuadrada (psig) a una presión adecuada para el sistema de distribución (generalmente menor a 300 psig). Otras instalaciones de superficie dentro del sistema de distribución incluyen calentadores para reemplazar la pérdida de calor por la expansión de gas, y reguladores de presión posteriores, los cuales reducen aún más la presión de gas de manera que el gas pueda entregarse de manera segura a los consumidores. El Cuadro 1 es una ilustración esquemática de un sistema de distribución de gas que muestra una estación de regulación y unas instalaciones reguladoras de presión.



Las estaciones de regulación y las instalaciones de superficie contienen componentes de equipo tal como tuberías, válvulas, bridas, accesorios, líneas de extremo abierto, medidores y controladores neumáticos para vigilar y controlar el flujo de gas. Con el tiempo, estos componentes pueden desarrollar fugas causadas por las fluctuaciones de temperatura, de presión, la corrosión y el desgaste. En general, el tamaño de las instalaciones y la tasa de fuga de la instalación corresponden a la presión de entrada o corriente arriba del gas; mientras mayor es la presión de entrada, mayor será la estación de regulación y mayor el número de los componentes de equipo que pueden tener fugas.

Antecedentes tecnológicos

El programa DI&M es una manera rentable de reducir las pérdidas de gas natural de las fugas del equipo. El programa DI&M comienza con una inspección básica global de todas las estaciones de regulación y las instalaciones de superficie del sistema de distribución. Los operadores identifican, miden y evalúan todos los componentes con fugas y usan los resultados para dirigir las inspecciones y los trabajos de mantenimiento subsiguientes.

Las siguientes secciones describen varias técnicas de detección y medición de fugas que pueden ser rentables en las estaciones de regulación y en las instalaciones reguladoras de presión. La idoneidad de las diversas técnicas de detección y medición dependerá de las características de configuración y operación de las instalaciones de los sistemas individuales de distribución.

Técnicas de detección de fugas

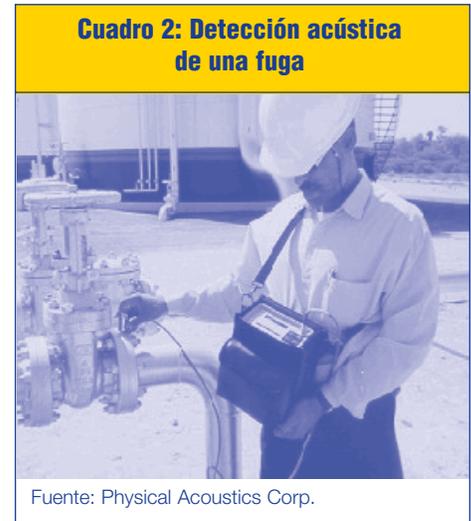
La detección de fugas en un programa DI&M puede incluir una inspección básica global de todos los componentes, o puede concentrarse solamente en los componentes con tendencia a tener fugas importantes. Pueden usarse varias técnicas de detección de fugas:

- ★ La **detección con burbujas de jabón** es una técnica para detectar fugas rápida, fácil y económica. La detección de las burbujas de jabón se realiza rociando una solución jabonosa en componentes pequeños, accesibles como las conexiones roscadas. El jabón es eficaz para ubicar las conexiones y accesorios flojos, los cuales pueden apretarse de inmediato para reparar la fuga, y para una revisión rápida del ajuste de la reparación. Los operadores pueden evaluar aproximadamente 100 componentes por hora con el jabón.
- ★ La **detección electrónica** se realiza usando unos pequeños detectores de mano o dispositivos “de olfateo” que son otra manera rápida y cómoda de detectar las fugas accesibles. Los detectores electrónicos de gas están equipados con sensores de oxidación catalítica y conductividad térmica diseñados para detectar la presencia de gases específicos. Los detectores electrónicos de gas pueden usarse en aberturas grandes que no pueden detectarse con jabón. La detección electrónica no es tan rápida como la de jabón (se pueden detectar un promedio de 50 componentes por hora), y la identificación de las goteras puede ser difícil en áreas con concentraciones altas en el medio ambiente de gases de hidrocarburo.
- ★ Los **analizadores de vapor orgánico (OVA, siglas en inglés) y los analizadores de vapor tóxico (TVA, siglas en inglés)** son detectores portátiles de hidrocarburo que pueden usarse también para identificar fugas. Un analizador OVA es un detector de ionización de llama (FID, por sus siglas en inglés), el cual mide la concentración de los vapores orgánicos en una gama de 9 a 10,000 partes por millón (ppm). El analizador TVA combina ambos detectores, el FID y el de fotoionización (PID, por sus siglas en inglés) y puede medir los vapores orgánicos a concentraciones por encima de 10,000 ppm. Los analizadores TVA y OVA miden las concentraciones de metano en el área que rodea una fuga.

La detección se hace colocando la entrada de una sonda en la abertura en donde ocurre la fuga. Las mediciones de concentración se observan al mover la sonda lentamente a lo largo de la interfaz o la abertura, hasta que se obtenga la lectura de la concentración máxima. La concentración máxima se registra como el valor de detección de la fuga. Las detecciones con analizadores TVA son algo lentas, se realizan en 40 componentes por hora aproximadamente, y los instrumentos requieren calibrarse con frecuencia.

- ★ La **detección acústica de fugas** usa dispositivos portátiles acústicos de detección diseñados para detectar la señal acústica que ocurre cuando escapan gases presurizados a través de un orificio. Un gas se mueve de un ambiente de alta presión a uno de baja presión a través de la abertura de la fuga, el flujo de torbellino produce una señal acústica, la cual detecta el sensor o la sonda manual, y la lee como incrementos de intensidad en el medidor. Aunque los detectores acústicos no miden las tasas de fuga, sí ofrecen una indicación relativa del tamaño de la fuga; una señal de alta intensidad o “fuerte” corresponde a una tasa más alta de fuga. Los dispositivos acústicos de detección están diseñados para detectar señales de frecuencias altas o frecuencias bajas.

La detección acústica de alta frecuencia se aplica mejor en entornos ruidosos en donde los componentes con fugas están accesibles al sensor de mano. Como se muestra en el Cuadro 2, el sensor acústico se coloca directamente en el orificio del equipo para detectar la señal. Alternativamente, la detección ultrasónica de fugas es un método acústico que detecta las señales ultrasónicas en el aire en una gama de frecuencia de 20 kHz a 100 kHz. Los detectores ultrasónicos están equipados con una sonda o escaneador acústico que se orienta hacia la fuente potencial de fuga desde una distancia de hasta 100 pies. Las fugas se identifican escuchando un aumento de intensidad de sonido a través de audífonos. Los detectores ultrasónicos pueden ser sensibles al ruido del entorno, aunque la mayoría de los detectores generalmente ofrecen una sintonización de frecuencia para que pueda colocarse la sonda a una fuga específica en un entorno de mucho ruido.



Técnicas de medición de fugas

Un componente esencial de un programa DI&M es la medición de la tasa de emisiones en masa o volumen de las fugas identificadas, de manera que se asigne personal y recursos solamente a las fugas importantes que sea rentable reparar. Pueden usarse cuatro técnicas de medición de fugas: la conversión de concentraciones de detección de TVA y OVA usando ecuaciones generales de correlación; técnicas de embolsado; muestreadores de alto volumen y rotámetros.

Los datos disponibles en las tasas de emisiones escondidas totales de las estaciones de regulación y las instalaciones de superficie indican que la tasa de fugas de muchos componentes es relativamente pequeña. Para la mayoría de las estaciones de regulación, el programa DI&M solamente será rentable si se usa la técnica de medición más económica, la cual probablemente será la conversión de los valores de detección de los analizadores TVA/OVA usando ecuaciones de correlación de EPA y los instrumentos TVA u OVA que puedan ya estar a la mano.

- ★ Los **analizadores de vapor orgánico (OVA)** y los **analizadores de vapor tóxico (TVA)** pueden usarse para calcular la tasa de fuga en masa. La concentración detectada en la abertura de una fuga no es una medición controlada de las emisiones masivas de la fuga. Sin embargo, la concentración detectada en ppm se convierte a una tasa de emisiones en masa usando una ecuación de correlación de EPA. Las ecuaciones de correlación de EPA pueden usarse para calcular las tasas de emisiones para la gama completa de concentraciones detectadas, desde el límite de detección del instrumento hasta la concentración detectada “marcada”, la cual representa el límite superior del instrumento. Si el límite superior de la medición del analizador de vapores tóxicos (TVA) es 10,000 ppm, puede usarse una sonda de dilución para detectar las concentraciones evaluadas hasta de 100,000 ppm.

Los analizadores OVA y TVA deben calibrarse usando un gas de referencia que contenga un compuesto conocido a una concentración conocida. El metano en el aire se usa con frecuencia como compuesto de referencia. El proceso de calibración también determina un factor de respuesta para el instrumento, lo cual se usa para corregir la concentración observada para igualar la concentración real del compuesto que está fugándose. Por ejemplo, un factor de respuesta de “uno” significa que la concentración detectada que leyó el analizador TVA es igual a la concentración real de la fuga.

Las concentraciones detectadas de componentes individuales se corrigen usando el factor de respuesta (de ser necesario) y se introducen en las ecuaciones de correlación de EPA para extrapolar la medición de la tasa de fuga del componente. El Cuadro 3 indica las ecuaciones de correlación de EPA para los componentes de equipo en las instalaciones industriales de petróleo y gas.

Cuadro 3: Ecuaciones de correlación del valor de detección/tasa de fugas de EPA de Estados Unidos para componentes de equipo de la industria del petróleo y del gas

Componente de equipo	Correlación del valor detectado/tasa de fuga de EPA (kg/hora/fuente)	Correlación de la tasa de fuga (kg/hora) para el valor de detección "marcada" >10,000 ppm	Correlación de la tasa de fuga (kg/hora) para el valor de detección "marcada" >100,000 ppm
Válvulas	$2.29E-06 \times (SV)^{0.746}$	0.064	0.140
Sellos de bomba	$5.03E-05 \times (SV)^{0.610}$	0.074	0.160
Conectores	$1.53E-06 \times (SV)^{0.735}$	0.028	0.030
Bridas	$4.61E-06 \times (SV)^{0.703}$	0.085	0.084
Líneas de extremo abierto	$2.20E-06 \times (SV)^{0.704}$	0.030	0.079
Otros componentes (todos los demás instrumentos, alivio de presión, ventilas)	$1.36E-05 \times (SV)^{0.589}$	0.073	0.110

Las correlaciones presentadas son correlaciones revisadas de la industria del petróleo. Las correlaciones predicen las tasas totales de emisiones de compuestos orgánicos.

Factores de correlación de metano: 1 kg metano = 51.92 scf; 1 kg/hr = 1.246 Mcfd.

Fuente: U.S. EPA, 1995, Protocol for Equipment Leak Emission Estimates.

El Cuadro 4 ofrece una tabla basada en las ecuaciones de correlación de EPA para los analizadores TVA y OVA. Puede usarse para calcular la tasa de fuga en masa de las concentraciones detectadas en los componentes con fugas de las estaciones de regulación y las instalaciones de superficie.

Cuadro 4: Ejemplo de las correlaciones de tasa de fuga/concentración detectada

Concentración detectada (ppmv)	Tasa calculada de fuga en masa (Mcf/año)					
	Válvulas	Sellos de bomba	Conectores	Bridas	Líneas de extremo abierto	Otros ¹
1	0.001	0.023	0.001	0.002	0.001	0.006
10	0.006	0.093	0.004	0.011	0.005	0.024
100	0.032	0.380	0.021	0.053	0.026	0.093
1,000	0.180	1.547	0.112	0.269	0.130	0.362
10,000	1.004	6.301	0.606	1.360	0.655	1.404
100,000	5.593	25.669	3.293	6.864	3.313	5.450
Valor detectado marcado a >10,000	29.109	33.657	12.735	38.660	13.645	33.203
Valor detectado marcado a >100,000	63.676	72.773	13.645	38.206	35.931	50.031

¹ Los "otros" componentes de equipo incluyen: instrumentos, brazos de carga, válvulas de alivio de presión, cajas de estopas y ventilas. Aplique a cualquier componente de equipo que no sean conectores, bridas, líneas de extremo abierto, bombas ni válvulas.

Fuente: U.S. EPA, 1995, Protocol for Equipment Leak Emission Estimates.

- ★ Las **técnicas de embolsado**: se usan comúnmente para medir las emisiones en masa de las fugas de equipo. El componente con fuga o la abertura de la fuga se encierra en una “bolsa” o tienda. Un gas portador inerte como el nitrógeno se transporta a través de la bolsa a una tasa de flujo conocida. Una vez que el gas portador entra en equilibrio, la muestra de gas se recoge de la bolsa y la concentración de metano de la muestra se mide. La tasa de emisiones en masa se calcula a partir de la concentración de metano medida de la muestra de la bolsa y la tasa del flujo del gas portador. El proceso de medición de la tasa de fuga usando las técnicas de embolsado es bastante preciso (dentro de ± 10 a 15 por ciento), pero es una labor lenta y de trabajo intenso (sólo dos o tres muestras por hora). Las técnicas de embolsado pueden ser costosas debido a la mano de obra que exigen para desempeñar la medición, así como el costo del análisis de la muestra.
- ★ Las **muestras de alto volumen**: capturan todas las emisiones de los componentes con fugas para cuantificar con precisión las tasas de emisión de fuga. Se succionan al instrumento las emisiones de fuga, más una muestra de gran volumen del aire que rodea el componente con fuga, a través de la manguera de absorción de muestreo. Las mediciones de las muestras se corrigen para la concentración del hidrocarburo del entorno, y la tasa de fuga en masa se calcula multiplicando la tasa de flujo de la muestra medida por la diferencia entre la concentración del gas del entorno y la concentración del gas de la muestra medida. Los muestreadores de alto valor miden las tasas de fuga de hasta 8 pies cúbicos por minuto (scfm), una tasa equivalente a 11.5 mil pies cúbicos (Mcf) al día. Dos operadores pueden medir 30 componentes por hora usando un muestreador de alto volumen, en comparación con dos o tres mediciones por hora usando las técnicas de embolsado. El costo de compra de los muestreadores de alto volumen puede ser de \$10,000 aproximadamente. Como alternativa, los contratistas pueden ofrecer servicios de medición de fugas a precios que fluctúan entre \$1.00 y más de \$2.50 por componente medido.
- ★ Los **rotámetros** y otros medidores de flujo se usan para medir fugas sumamente grandes que agobiarían a otros instrumentos. Los medidores de flujo generalmente canalizan el flujo de gas de una fuente de fuga a través de un tubo calibrado. El flujo levanta un “flotador” dentro del tubo, indicando la tasa de fuga. Debido a que los rotámetros son voluminosos, estos instrumentos funcionan mejor en líneas de extremo abierto y componentes similares, en donde el flujo entero puede canalizarse a través del medidor. Los rotámetros y otros dispositivos de medición de flujo pueden complementar las mediciones hechas usando muestreadores de alto volumen o embolsado.

Proceso de decisión

El programa de inspección y mantenimiento controlados (DI&M) puede establecerse en cuatro pasos: (1) llevar a cabo una inspección básica; (2) registrar los resultados e identificar a los componentes cuya reparación es rentable; (3) analizar los datos, hacer las reparaciones y calcular los ahorros de metano; y (4) preparar un plan de inspecciones futuras y vigilancia de seguimiento del equipo con tendencia a tener fugas.

Pasos para tomar la decisión de realizar el programa de inspección y mantenimiento controlados

1. Llevar a cabo una inspección básica.
2. Registrar los resultados e identificar los componentes para reparación.
3. Analizar los datos y calcular los ahorros.
4. Preparar un plan para las siguientes inspecciones y mantenimientos controlados.

Paso 1: Llevar a cabo una inspección básica. El programa DI&M por lo general comienza con una detección básica para identificar los componentes que tienen fugas. En cada componente con fugas la tasa de fuga en masa se calcula usando una de las técnicas descritas anteriormente. En el sector de distribución, las emisiones de los componentes de equipo con fugas en las estaciones de regulación y las instalaciones de superficie pueden ser una o más órdenes de magnitud menos las emisiones de las fugas de las estaciones de compresores. Para que el programa DI&M sea rentable en las estaciones de regulación y las instalaciones de superficie, los costos de la inspección básica deben ser mínimos.

Algunos participantes del sector de distribución eligen realizar solamente la detección de fugas, usando técnicas de detección de fugas muy económicas y rápidas, las cuales se incorporan a las operaciones de mantenimiento en curso. En estos casos, todas las fugas que se identifican se reparan. La inspección básica que se concentra solamente en la detección de fugas es bastante más económica. Sin embargo, la detección de fugas por sí sola no cuantifica la tasa de fuga ni los ahorros potenciales de gas, cada uno de los cuales es información crítica necesaria para tomar decisiones de reparación rentables en casos en donde los participantes no tienen los recursos para reparar todas las fugas.

Paso 2: Registrar los resultados e identificar los componentes para reparación. Las mediciones de fuga recolectadas en el Paso 1 deben registrarse para determinar los componentes con fugas cuya reparación es rentable.

Conforme se descubren y miden las fugas, los operadores deben registrar los datos básicos de la fuga de manera que las inspecciones futuras puedan concentrarse en los componentes con fugas más significativas. Los resultados de la inspección del programa DI&M pueden vigilarse usando cualquier método o formato que sea conveniente. La información que los operadores pueden elegir recolectar incluye: (1) una identificación para cada componente con fugas; (2) el tipo del componente (por ejemplo, válvula de regulación); (3) la medición de la tasa de fuga; (4) la fecha de la inspección; (5) el cálculo de la pérdida anual de gas; y (6) el costo calculado de la reparación. Esta información servirá para dirigir inspecciones de emisiones más adelante, establecerá prioridades en reparaciones futuras y registrará los ahorros de metano y la rentabilidad del programa de inspección y mantenimiento controlados (DI&M).

Los participantes de Natural Gas STAR informan que la mayoría de las fugas comunes en las estaciones de regulación y en las instalaciones de superficie son fugas de agujeritos y fallas de los componentes, conexiones flojas y sellos de los vástagos de las válvulas que están sueltos o desgastados. Las ubicaciones de fugas de alta frecuencia identificadas por los participantes incluyen: placas o accesorios de orificios, tapones instalados en puntos de prueba, graseras en las válvulas, dosificadores de medidores de diámetro grande o múltiple, coples, empacado del vástago de válvula y bridas. Las fugas más grandes generalmente se encuentran ubicadas en las válvulas de alivio de presión, las líneas de extremo abierto, las bridas, las válvulas de regulación y el empacado de los vástagos de las válvulas de regulación. Las fugas se colocan en orden de prioridad comparando el valor del gas natural perdido con el costo calculado para piezas, mano de obra y equipos paralizados para reparar la fuga.

Las estaciones de regulación y las instalaciones de superficie varían considerablemente en tamaño y capacidad de presión dependiendo del tamaño y la complejidad del sistema de distribución. Como resultado, puede haber una variación importante en las emisiones escondidas de metano de dichas instalaciones. En 1994, un estudio de campo patrocinado por EPA y el Gas Research Institute (GRI—actualmente GTI, Gas Technology Institute), usó una técnica de búsqueda de gas para medir las emisiones totales de metano de la instalación en 40 estaciones de regulación y 55 reguladores de presión de distrito. Este estudio descubrió que las emisiones anuales promedio de metano fluctuaban desde 1,575 Mcf al año en las estaciones de regulación con presiones de entrada mayores de 300 psig hasta menores de 1 Mcf al año por reguladores de distrito con presiones de entrada menores de 40 psig. Las emisiones anuales promedio en la instalación, basadas en las 95 instalaciones muestreadas fueron de 425 Mcf. Este estudio calcula que gran parte de las emisiones totales del lugar son generadas por los controladores neumáticos, los cuales están diseñados para purgar el gas a la atmósfera.

En 1998, EPA, GRI y American Gas Association Pipeline Research Committee International (PRCI) llevaron a cabo un segundo estudio de emisiones de metano de los componentes de equipo en 16 instalaciones reguladoras y medidoras de gas natural en transmisión y distribución. Cuatro de las instalaciones estudiadas fueron estaciones de regulación de sistemas de distribución. Este análisis incluyó los conteos de los componentes de cada lugar, las detecciones y las mediciones de fugas de componentes individuales usando un muestreador de alto volumen. Al igual que en el estudio anterior, se descubrió que los controladores neumáticos contribuían a la mayoría de las emisiones totales del lugar (más del 95 por ciento). Debido a que los dispositivos neumáticos están diseñados para purgar gas durante la operación normal, estas emisiones no se consideran como fugas. Los controladores neumáticos ofrecen una oportunidad importante para reducir las emisiones de metano de las estaciones de regulación y las instalaciones de superficie, lo cual es el objetivo de las *Lecciones Aprendidas de EPA: Convertir los controles neumáticos de gas a instrumentos de air (Convert Gas Pneumatic Controls to Instrument Air)* y *Las opciones para reducir las emisiones de metano de los dispositivos neumáticos en la industria de gas natural (Options for Reducing Methane Emissions from Pneumatic Devices in the Natural Gas Industry)*.

Cuadro 5: Factores de emisiones promedio de las fugas de equipo en dieciséis instalaciones de medición y regulación

Componente	Factor de emisiones (Mcf/año/componente)	Número total de componentes examinados	Número promedio de componentes por lugar
Válvula de esfera/ Llave de macho	0.21	248	18
Válvula de control	0.46	17	1
Brida	0.13	525	38
Válvula de regulación	0.79	146	10
Ventila neumática	134.3	40	1
Válvula de alivio de presión	4.84	5	1
Conectores	0.11	1280	91
Total		2,261	162

Fuente: Indaco Air Quality Services, 1998.

El Cuadro 5 resume los factores promedio de emisiones de los componentes obtenidos durante el estudio de campo de 1998. Aproximadamente el 5 por ciento de los 2,261 componentes totales que se examinaron resultaron tener fugas.

El Cuadro 5 muestra que se encontró que las válvulas de alivio de presión eran la fuente más grande de fugas, seguidas por las válvulas de regulación y las válvulas de control. Las fugas más pequeñas se encontraron en los conectores, las bridas y las válvulas de esfera/llaves de macho. El Cuadro 5 indica que la fuga típica que puede esperarse en las estaciones de regulación y en las instalaciones de superficie es relativamente pequeña, y que el número de componentes a examinarse en cada instalación es más de 100.

Basado en las mediciones de fugas de componentes individuales de equipo, el estudio de 1998 determinó que el promedio total de las emisiones de gas de las instalaciones de dosificación y regulación era de 409 Mcf al año. Excluyendo las emisiones totales de la instalación contribuidas por los controladores neumáticos, el total promedio de las emisiones contribuidas por las fugas de equipo estaban en una gama de 20 a 40 Mcf por lugar, aunque se reportaron fugas importantes en el rango de 60 a 100 Mcf al año en algunos lugares.

El estudio de campo de 1998 refuerza el punto que se hizo en el Paso 1, que un programa DI&M rentable en las estaciones de regulación y en las instalaciones de superficie debe apoyarse en un costo muy bajo y técnicas rápidas de detección. De lo contrario, el costo de localizar las fugas podría no compensar los ahorros que se logran al reparar las fugas.

Paso 3: Análisis de datos y cálculo de ahorros. Las reparaciones rentables son una parte vital del éxito de los programas DI&M porque los mayores ahorros se logran al seleccionar las fugas cuya reparación es rentable. Algunas fugas pueden repararse en el acto, por ejemplo, simplemente apretando el empaquetado del vástago de la válvula. Otras reparaciones son más complicadas y requieren la

paralización de equipo o piezas nuevas. Para estas reparaciones, los operadores pueden elegir colocar marcas de identificación, para que las fugas se reparen más adelante.

Deben realizarse las reparaciones sencillas en el acto, tan pronto como se descubren las fugas. En todos los casos, el valor del gas ahorrado debe exceder el costo de encontrar y reparar la fuga. Los participantes han encontrado que una manera eficaz de analizar los resultados de la inspección básica es creando una tabla que indique todas las fugas, con el costo de reparación, los ahorros de gas calculados y la expectativa de duración de la reparación. Usando esta información, el criterio económico como el plazo de recuperación de la inversión puede calcularse con facilidad en cada reparación de fuga. Los participantes después pueden decidir qué componentes con fugas es económico reparar.

El cuadro 6 ofrece un ejemplo de este tipo de análisis de costo de reparación, el cual resume los costos de reparación, los ahorros totales de gas y el cálculo de los ahorros netos de las reparaciones que se planean. Los datos de fuga y reparación mencionados en el Cuadro 6 son parte del estudio de campo de EPA/GRI/PRCI de 1998, durante el cual se evaluaron las reparaciones de fugas de dos de las dieciséis instalaciones incluidas en el estudio.

Cuadro 6: Ejemplo de los costos de reparación y los ahorros netos de componentes selectos de equipo						
Descripción del componente	Tipo de reparación	Costo de reparación¹ (incluye mano de obra y materiales)	Número total de componentes reparados en los dos lugares	Ahorros totales de gas (Mcf/año)	Ahorros netos calculados² \$/año	Plazo de recuperación de la inversión de la reparación (años)
Válvula de esfera	Reengrasado	\$13	5	60 Mcf	\$115	0.4
Válvula de regulación	Reemplazo del empacado del vástago de la válvula	\$3	5	67 Mcf	\$36	0.8
Válvula de regulación	Reemplazo del empacado del vástago de la válvula	\$3	1	92 Mcf	\$243	0.1
Conectores	Apretar los accesorios roscados	\$3	4	11 Mcf	\$21	0.4
Medidor de orificio Sr. Daniel	Apretar accesorios	\$33	1	68 Mcf	\$171	0.2
Brida ³	Apretados (cálculo)	\$ 40	5	99 Mcf	\$97	0.7

¹El costo promedio de reparación en el año 2002.

²Supone un precio de gas de \$3.00/Mcf.

³El costo de reparación no se reportó en el estudio original. El costo de reparación de bridas calculado se basó en datos similares de 1997 de costos de reparación de fugas de bridas de "compresores apagados" en las estaciones de compresores.

Fuente: Indaco Air Quality Services, Inc., 1998, Trends in Leak Rates at Metering and Regulating Facilities and the Effectiveness of Leak Detection and Repair (LDAR) Programs, Draft Report.

Debido a consideraciones de seguridad, algunos participantes reparan todas las fugas descubiertas en las estaciones de regulación y en las estaciones dosificadoras. En este caso, el programa DI&M puede ser útil para mejorar la rentabilidad de las operaciones de inspección y mantenimiento en curso al establecer prioridades en las reparaciones, las fugas mayores se identifican y reparan primero, o la inspección y el mantenimiento se lleva a cabo con más frecuencia en las instalaciones con la mayor frecuencia de fugas.

Conforme se descubren, miden y reparan las fugas, los operadores deben registrar los datos básicos de manera que las inspecciones futuras puedan concentrarse en los componentes con fugas más importantes. Esta información se usará para dirigir inspecciones de emisiones más adelante, establecerá prioridades en reparaciones futuras y registrará los ahorros de metano y la rentabilidad del programa de inspección y mantenimiento controlados (DI&M).

Paso 4: Desarrollo de un plan de inspección para los programas de inspección y mantenimiento controlados (DI&M) futuros. El último paso del programa DI&M es desarrollar un plan de inspección que use los resultados de la inspección inicial básica para dirigir las prácticas de inspección y mantenimiento futuros. El programa DI&M debe adaptarse a las necesidades y prácticas de mantenimiento existentes de las instalaciones. Un plan eficaz de inspección de un programa DI&M debe incluir los siguientes elementos:

- ★ Una lista de los componentes a evaluarse y probar, así como los componentes de equipo que se excluirán de la inspección.
- ★ Las herramientas de detección y medición de fugas y los procedimientos para la recolección, el registro y la evaluación de los datos del programa DI&M.
- ★ Un programa para la detección y la medición de fugas.
- ★ Directrices económicas para la reparación de fugas.
- ★ Los resultados y los análisis de las inspecciones y los mantenimientos anteriores, los cuales se usarán para dirigir la siguiente inspección DI&M.

Los operadores deben preparar un programa de inspección de DI&M que logre la mayor rentabilidad de ahorros de gas y a la vez se ajuste a las características únicas de la instalación, por ejemplo, la antigüedad, el tamaño y la configuración de las instalaciones y la presión de entrada. Algunos participantes programan las inspecciones DI&M de acuerdo con la vida calculada de las reparaciones hechas durante la inspección previa. Otros participantes basan la frecuencia de las inspecciones siguientes en los ciclos de mantenimiento o la disponibilidad de los recursos. Ya que los programas DI&M son flexibles, si las inspecciones subsiguientes muestran numerosas fugas grandes o recurrentes, el operador puede aumentar la frecuencia de las inspecciones de seguimiento de DI&M. La inspección de seguimiento puede concentrarse en los componentes reparados durante las inspecciones anteriores, o en las clases de los componentes identificados como los más propensos a tener fugas. Con el tiempo, los operadores pueden continuar refinando la magnitud y la frecuencia de las inspecciones conforme vayan apareciendo patrones de fugas.

Ahorros calculados

Los ahorros logrados por los participantes de Natural Gas STAR que implementaron programas DI&M en las estaciones de regulación y las instalaciones de superficie varían ampliamente. Los factores que afectan los resultados incluyen el número de estaciones en el programa DI&M, la etapa de desarrollo del programa (por ejemplo, programa nuevo a diferencia de antiguo), y el nivel de implementación y los costos de reparación. Los costos difieren entre las instalaciones debido al tipo de equipo de detección y medición usado, la frecuencia de las inspecciones y el número y tipo de personal que lleva a cabo las inspecciones.

El Cuadro 7 ofrece un ejemplo hipotético de los costos y los beneficios de establecer un programa DI&M en tres estaciones de regulación. Las tasas de fuga y el número de componentes con fugas de este ejemplo están basados en tasas de fugas reales declaradas en tres sitios en el estudio de EPA/GRI/PRCI de 1998. El Cuadro 7 ilustra el tipo de cálculos que los participantes de distribución deben hacer para evaluar si el programa DI&M puede ser rentable para sus operaciones.

El Cuadro 7 ilustra que aunque los costos de encontrar y reparar las fugas podría no recuperarse con el valor del gas que se ahorra en cada uno de los lugares, si varios lugares se incluyen en el programa DI&M, el programa global puede continuar siendo rentable. En el ejemplo hipotético del Cuadro 7, el programa DI&M no es rentable en el lugar 2, aunque es rentable en los tres lugares si se consideran como un todo. En este caso, el operador usará la experiencia obtenida de la inspección básica del lugar 2 para controlar las inspecciones subsiguientes; posiblemente excluyendo el lugar 2 de las siguientes inspecciones, examinando el lugar 2 con menos frecuencia o examinando solamente un grupo selecto de componentes.

Cuadro 7: Ejemplo del cálculo de los ahorros al implementar un programa DI&M en estaciones de regulación e instalaciones de superficie

Supuestos generales:					
Detección de fugas mediante la técnica del jabón por hora; 80 componentes	2 horas x \$/hora de costo de mano de obra				
Mediciones de fugas usando correlaciones de analizadores TVA	1 hora x \$/hora de costo de mano de obra				
Tasa de mano de obra por hora	\$50/hora				
Costo de capital del analizador TVA	\$0 (supone que ya lo tiene el participante) ¹				
Duración calculada de la reparación	12 meses				
Lugar 1					
Número de fugas	20 fugas (seis válvulas reparadas – 2 x 30 Mcf/año; 2 x 10 Mcf/año; 2 x 1 Mcf/año)				
Costo de la reparación hipotética	Supone 3 reparaciones x \$10 y 3 reparaciones a \$3				
Ahorro total de gas	82 Mcf				
Lugar 2					
Número de fugas (supone menos fugas para medir)	8 fugas (2x10 Mcf/año; 6x2 Mcf/año)				
Costo de la reparación hipotética	Supone 2 reparaciones x \$5; 6 reparaciones sin costo				
Ahorro total de gas	32 Mcf				
Lugar 3					
Número de fugas	16 fugas (1x60 Mcf; 2x30 Mcf; 1x15 Mcf; 6x10 Mcf; 6x1 Mcf)				
Costo de la reparación hipotética	Supone 1 reparación x \$33; 2 reparaciones x \$15; 5 reparaciones x \$3; las reparaciones restantes sin costo				
Ahorro total de gas	201 Mcf				
	Costo total de la inspección	Costo total de reparación	Valor del gas ahorrado (\$3/Mcf)	Ahorros netos	Plazo de recuperación de la inversión
Lugar 1	\$150	\$39	\$246	\$57	9.2 meses
Lugar 2	\$125	\$10	\$96	(\$39)	17 meses
Lugar 3	\$150	\$78	\$603	\$375	4.5 meses
Total	\$425	\$127	\$945	\$393	7 meses
¹ Los analizadores TVA pueden costar hasta \$2,000. Los ahorros de las emisiones que se evitan podrían no justificar la compra del analizador TVA.					

Experiencia de un participante

De 1995 a 2000, 18 participantes de Natural Gas STAR informaron que obtuvieron ahorros de gas al implementar un programa DI&M en estaciones de regulación e instalaciones de superficie. En el Cuadro 8 se muestran tres ejemplos.

Cuadro 8: Experiencia de participantes al implementar un programa DI&M en estaciones de regulación e instalaciones de superficie

Compañía A: Durante el año 2000, esta compañía evaluó 86 instalaciones y descubrió fugas en 48 lugares. Se identificaron un total de 105 fugas, y 66 fugas (63 por ciento) se repararon. El costo total de localizar y reparar las fugas fue \$2,453, un promedio de \$29 por cada instalación evaluada. Los ahorros totales de gas fueron 1,519 Mcf al año, con un valor de \$6,557 a \$3 por Mcf. Los ahorros totales del programa DI&M fueron de \$4,104. Los ahorros netos fueron aproximadamente \$50 por cada instalación evaluada.

Ahorro total de gas	\$6,557
Costo total de la inspección	\$1,700
Costo total de las reparaciones	\$753

Ahorros netos	\$4,104
----------------------	----------------

Compañía B: Se evaluaron dieciocho instalaciones en 1997 con un costo total de \$1,080. Se identificaron quince pequeñas fugas incluyendo 1 brida, 2 accesorios recaladores de trabado y 12 pequeñas válvulas. La tasa promedio de fuga fue de 17.5 Mcf al año. Las 15 fugas se repararon con un costo de \$380, lo cual brindó un ahorro de gas de 263 Mcf al año. A \$3 por Mcf, el valor del gas que se ahorró fue de \$789. El costo total de la inspección y las reparaciones de las fugas, \$1,460, no se recuperó el primer año. El costo promedio de inspección y reparación fue \$60 por instalación inspeccionada.

Ahorro total de gas	\$789
Costo total de la inspección	\$1,080
Costo total de las reparaciones	\$380

Ahorros netos	\$(671)
----------------------	----------------

Compañía C: Esta compañía evaluó 306 instalaciones e identificó y reparó 824 fugas. Cuatro fugas se describieron como “grandes”, siete como “medianas” y las restantes fueron descritas como “pequeñas”, lo que significó que se necesitó un detector electrónico o la técnica del jabón para localizar las fugas. La inspección y los costos de reparación totales fueron aproximadamente de \$16,500, un promedio de \$54 por lugar evaluado. Los ahorros totales de gas fueron 117,800 Mcf, un promedio de 143 Mcf por fuga. Los ahorros netos fueron aproximadamente \$1,100 por instalación evaluada (a \$3 por Mcf).

Ahorro total de gas	\$353,430
Costo total de la inspección y las reparaciones	\$16,500

Ahorros netos	\$336,930
----------------------	------------------

El número de instalaciones incluidas en los programas DI&M de los participantes fluctuó desde menos de 20 instalaciones hasta más de 2,100 instalaciones. Se encontraron fugas en el 50 por ciento de las instalaciones, y se encontró un promedio de dos fugas por cada instalación con fugas. El ahorro promedio de emisiones por reparación de fugas fue 100 Mcf por fuga.

Los participantes declararon que los costos de inspección y reparación variaron sustancialmente. Los costos incrementales de las inspecciones del programa DI&M fluctuaron desde “insignificantes” para los participantes con programas de inspección de fugas en curso y ya establecidos, hasta más de \$1,200 por instalación. Los costos más altos de una inspección DI&M se asociaron con los sistemas grandes de distribución en las áreas urbanas en donde los costos de mano de obra son mayores, y las estaciones de regulación se supone que son más grandes y tienen más componentes. Los costos de reparación reportados fluctuaron de igual manera desde insignificantes por reparaciones simples realizadas en el acto, hasta más de \$500 por reparación.

Lecciones aprendidas

Los programas de inspección y mantenimiento controlados (DI&M) pueden reducir los costos de inspección y mejorar las reparaciones rentables de fugas. Identificar a las estaciones y componentes con problemas ahorra tiempo y dinero que se necesita para inspecciones futuras y ayuda a identificar las prioridades de un programa de reparación de fugas. Las principales lecciones aprendidas de los participantes de Natural Gas STAR son:

- ★ Para que sea rentable, el programa DI&M en las estaciones de regulación y en las instalaciones de superficie debe usar técnicas de detección y medición rápidas y económicas. Para detectar fugas se recomiendan la técnica del jabón, escuchar las fugas audibles, los “olfateadores” portátiles de gas y los analizadores TVA y OVA. La detección de concentraciones mediante TVA y las ecuaciones de correlaciones de EPA se recomiendan como métodos rentables para el cálculo de la tasa de fuga en masa, especialmente si los analizadores TVA u OVA están ya disponibles en las instalaciones.
- ★ Un número pequeño de fugas grandes contribuye a la mayoría de las emisiones fugitivas de metano de la instalación. Los participantes deben concentrarse en encontrar las fugas de los componentes del equipo cuya reparación sea rentable. Una de las reparaciones más rentable es simplemente apretar el empacado de las válvulas o las conexiones flojas en el momento que se detecte la fuga. Los participantes han descubierto que es útil observar las tendencias, hacer preguntas como “¿tienen más fugas las válvulas de regulación que las válvulas de esfera?”
- ★ Los participantes también han descubierto que algunos lugares son más propensos a tener fugas que otros. Vigilar los resultados del programa DI&M puede mostrar que algunas instalaciones pueden necesitar inspecciones de seguimiento con más frecuencia.
- ★ Establezca un paso de “reparación rápida” que implique hacer las reparaciones sencillas a los problemas simples (por ejemplo, una tuerca suelta, una válvula sin cerrar completamente) durante el proceso de inspección.
- ★ Al volver a inspeccionar los componentes con fugas después de hacer las reparaciones se confirma la eficacia de la reparación. Una manera rápida de verificar la eficacia de una reparación es usar el método de detección con jabón.
- ★ Las inspecciones frecuentes (por ejemplo, trimestral o semestralmente) durante el primer año de un programa DI&M ayudan a identificar los componentes y las instalaciones con las mayores tasas de fugas y recurrencia de fugas, y establece la base de información necesaria para realizar las inspecciones con menor frecuencia en años subsiguientes.
- ★ Registrar las reducciones de emisiones de metano de cada estación de regulación y/u otra instalación de superficie, e incluir las reducciones anuales en los informes del Programa de Natural Gas STAR.

Nota: La información de costo provista en este documento se basa en cálculos para Estados Unidos. Los costos de equipo, mano de obra y el valor del gas variarán dependiendo del lugar, y podrían ser mayores o menores que en los Estados Unidos. La información sobre costo presentada en este documento solamente debe usarse como guía al determinar si las tecnologías y las prácticas son convenientes económicamente para sus operaciones.

Referencias

Bascom-Turner Instruments, contacto personal.

Foxboro Environmental Products, contacto personal.

Gas Technology Institute (anteriormente Gas Research Institute), contacto personal.

Henderson, Carolyn, U.S. EPA Natural Gas STAR Program, contacto personal.

Indaco Air Quality Services, Inc., 1995, *A High Flow Rate Sampling System for Measuring Leak Rates at Natural Gas Facilities*. Informe No. GRI-94/0257.38. Gas Technology Institute (anteriormente Gas Research Institute), Chicago, IL.

Indaco Air Quality Services, Inc., 1998, *Trends in Leak Rates at Metering and Regulating Facilities and the Effectiveness of Leak Detection and Repair (LDAR) Programs*, Draft Report prepared for PRC International, Gas Research Institute, and the U.S. Environmental Protection Agency.

Radian International, 1996, *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 2, Technical Report*, Report No. GRI-94/0257.1. Gas Technology Institute (anteriormente Gas Research Institute), Chicago, IL.

Radian International, 1996, *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volumen 10, Metering and Pressure Regulating Stations in Natural Gas Transmission and Distribution*, Informe No. EPA600-R-96-080j.

Tingley, Kevin, U.S. EPA Natural Gas STAR Program, contacto personal.

U.S. Environmental Protection Agency, 1994–2001, *Natural Gas STAR Program, Partner Annual Reports*.

U.S. Environmental Protection Agency, 1995, *Natural Gas STAR Program Summary and Implementation Guide for Transmission and Distribution Partners*.

U.S. Environmental Protection Agency, 1995, *Protocol for Equipment Leak Emission Estimates*, Office of Air Quality Planning and Standards, EPA453-R-95-017, noviembre de 1995.

U.S. Environmental Protection Agency, 2001, *Lecciones Aprendidas: Convierta los controles neumáticos de gas a aire comprimido para instrumentación (Convert Gas Pneumatic Controls to Instrument Air)*, EPA430-B-01-002.

U.S. Environmental Protection Agency, 2003, *Lecciones Aprendidas: Opciones para reducir las emisiones de metano de los dispositivos neumáticos en la industria de gas natural (Options for Reducing Methane Emissions from Pneumatic Devices in the Natural Gas Industry)*, EPA430-B-03-004.



Agencia de Protección del Medio
Ambiente de los Estados Unidos
Aire y Radiación (6202J)
1200 Pennsylvania Ave., NW
Washington, DC 20460

EPA430-B-03-018S
Octubre de 2003